Le réseau de transport d'électricité

GT Effacements Transverse

DIESE – PMCT

26 novembre 2021

Copyright RTE – 2021. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

SOMMAIRE

1. Compléments AOE 2023

- Focus sur les pénalités du lot 1
- Réponses aux questions des acteurs

2. Retour de l'appel à contributions NEBEF

- Evolution du barème de versement
- Agrément technique
- Méthodes par prévision et historique
- Autres modalités

3. Fiabilité

- Présentation des résultats par acteur

4. Points techniques

- Planning d'automatisation des demandes d'homologation
- Point pédagogique sur les EDE profilées

1 Complément AOE 2023

Focus sur les pénalités du lot 1

Focus sur les pénalités de l'AOE 2023 pour le lot 1

Suite au GT AOE du 15/11, une instruction complémentaire a été menée sur les pénalités proposées pour le lot 1 de l'AOE 2023

La DGEC a exprimé la nécessité de :

- Mettre en œuvre un contrat pour différence (CFD) pour le lot 1 pluriannuel
- Maintenir des pénalités pour défaillance même en cas de CFD négatif
- Mettre en œuvre des modalités permettant d'empêcher les arbitrages en cas de CFD négatif

Les propositions des acteurs conduisant à appliquer le CFD uniquement sur la puissance réelle ouvre la porte à des arbitrages

Clearing (k€/MW)	50
PREC (k€/MW)	60

Pcontrat (MW)	100	
NCE (MW)	100	0
Revenu MECAPA (k€)	6000	0
Complément AOE - CFD (k€)	-1000	0
Pénalité (k€)	0	-500
Revenu total (k€)	5000	-500
Arbitrage des capa en défaillance (k€)	0	6000
TOTAL (k€)	5000	5500

Cas d'arbitrage de 100 % du volume sur le mécanisme de capacité seul

Le CFD négatif n'étant appliqué que sur le NCE, l'arbitrage est permis entre AOE et MECAPA seul

Formule de pénalités proposée dans l'appel à contributions

Focus sur les pénalités de l'AOE 2023 pour le lot 1

Afin d'empêcher les arbitrages en cas de CFD négatif, le CFD doit s'appliquer sur l'ensemble du volume contractuel

Clearing (k€/MW)	50
PREC (k€/MW)	60

Pcontrat (MW)	100	
NCE (MW)	100	0
Revenu MECAPA (k€)	6000	0
Complément AOE - CFD (k€)	-1000	-1000
Pénalité (k€)	0	-500
Revenu total (k€)	5000	-1500
Arbitrage des capa en défaillance (k€)	0	6000
TOTAL (k€)	5000	4500

Cas d'arbitrage de 100 % du volume sur le mécanisme de capacité seul

Le CFD négatif appliqué au volume contractuel et non au seul NCE, permet d'éviter l'arbitrage entre AOE et mécanisme de capacité seul

NB : un CFD négatif appliqué au volume contractuel signifie qu'il ne s'applique pas sur les volumes en dépassement en cas de sur-effacement

Focus sur les pénalités de l'AOE 2023 pour le lot 1

Pour une défaillance identique, appliquer le CFD sur le volume contractuel crée une asymétrie de pénalités entre les cas de CFD négatif et positif

Clearing AOE (k€/MW)	50
Pcontrat (MW)	100
NCE (MW)	70

	PREC (k€/MW)	**45**	**55**
MECAPA	Revenu Pcontrat (k€)	4500	5500
	Rééquilibrage Pcontrat / NCE (k€)	-1350	-1650
AOE	CFD (k€)	500	-500
	Pénalité (k€)	-187,5	-150
TOTAL		**3 462,5**	**3 200**

Pour un même NCE, le dimensionnement de la rémunération (application du CFD sur tout le volume contractuel empêchant l'arbitrage) et des pénalités conduisent à une asymétrie de rémunération en fonction du sens du CFD.

Focus sur les pénalités de l'AOE 2023 pour le lot 1

RTE propose de faire évoluer la formule en cas de CFD négatif pour tenir compte des retours des acteurs sur la limitation de la pénalité

Pénalité proposée dans l'appel à contributions

10% x Clearing x $P_{défaillante}$ ▷ Cette formule indexée au Clearing avait pour objectif d'insensibiliser les pénalités à l'écart entre le PREC et le Clearing

➔ Cette formule expose à un risque de pénalité disproportionnée par rapport au CFD, en la rendant indépendante de celui-ci.

Principe proposé par certains acteurs : limitation de la pénalité à 20% du CFD

20% x $CFD_{négatif}$ x $P_{défaillante}$ ▷ Dans ce cas, plus le CFD négatif sera élevé, plus la pénalité pourra être importante.

Rte propose donc une solution alliant les avantages des 2 propositions en prenant le minimum des 2 pénalités envisagées.

$P_{défaillante}$ x Min (10% x Clearing ; 20% x CFD négatif)

	PREC (k€/MW)	**45**	**55**	
MECAPA	Revenu (k€)	3 150	3 850	
AOE	CFD (k€)	500	- 500	
	Pénalité (k€)	-187,5	Pénalité actuelle -150	Pénalité proposée -30
TOTAL		**3 462,5**	**3 200**	**3 320**

Réponses aux questions des acteurs

Précisions concernant le clearing de l'AOE

- Le clearing de l'AOE est unique pour toute la durée d'engagement (1 à 10 ans)
- Les offres sont à remettre avec :
  - Chronique de puissance engageante (puissance par année d'engagement)
  - Offre économique (V_{PP2})en € **pour toute la durée d'engagement**
- Le critère d'interclassement sera calculé comme suit :

$$Critère_{interclassement} = \frac{V_{PP2}}{\sum P_N} \quad (\text{k€/MW/an})$$

- Cela permet ainsi de comparer et interclasser des offres à durées différentes

Exemple :

N	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
P	30	40	50	60	60	60	0	0	0	0

$$V_{PP2} = 16\,500 \text{ k€}$$

$$Critère_{interclassement} = \frac{16\,500}{30+40+50+60+60+60} = 55 \text{ k€/MW/an}$$

Durée d'éligibilité

- La durée d'éligibilité est de 10 ans maximum, indépendamment des participations passées des sites de soutirage

Cas de changement de puissance en cours de vie du contrat

- Seuls les sites de soutirage dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 1 MW sont éligibles au soutien
- En cas d'augmentation de puissance en cours de vie du contrat conduisant à un dépassement du seuil, les sites concernés ne seront plus éligibles. L'OE devra les signaler à Rte au travers d'une mise à jour de l'Annexe 1 et les remplacer si nécessaire.

2 NEBEF 3.4

Retour sur l'appel à contributions

Retours de l'appel à contributions NEBEF 3.4

Suite au GT Effacements transverse du 8 octobre 2021, Rte a lancé un appel à contributions portant sur les évolutions des règles NEBEF

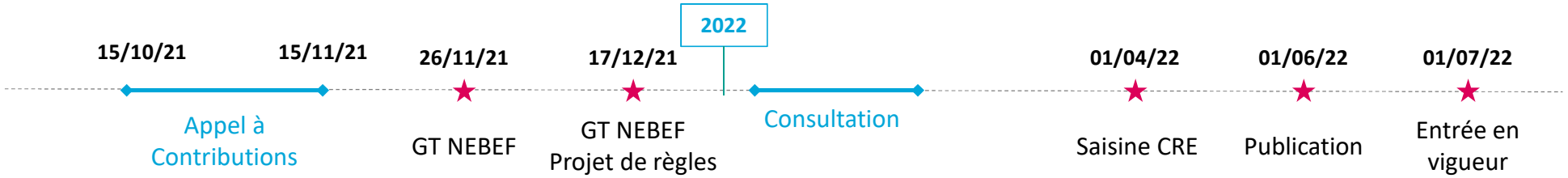
- 9 acteurs ont répondu à l'appel à contributions

8 agrégateurs et/ou fournisseurs

- EDF
- Engie
- EP
- Eqinov
- Flexcity
- SGE
- TotalEnergies
- Voltalis

+ l'ADEeF

Rappel du calendrier de consultation : entrée en vigueur prévue au 1e juillet 2022



Certaines de évolutions n'entreront en vigueur qu'au 1er janvier 2023

a. Barème de versement fournisseur

Intégration de la part capacitaire

Prise en compte du coût de l'obligation de capacité dans le calcul du barème de versement « fournisseur »

Rte a proposé une évolution du barème de versement fournisseur pour intégrer le coût de l'obligation de capacité

- En remarque préliminaire, 3 acteurs ont émis lors de l'appel à contribution le souhait de généraliser le modèle corrigé, étant le modèle permettant la meilleure insensibilisation des fournisseurs aux effacements.

➔ Rte est favorable à mettre le sujet à l'étude dans une perspective moyen-terme, avec la nécessité de mesurer les impacts légaux et techniques

- Un acteur souligne que cette évolution est prématurée, le décret pris en conseil d'Etat après avis de la CRE n'étant pas publié, l'article R271-8 du code de l'énergie vise toujours la part « énergie » du prix de fourniture.

➔ Le service juridique de Rte ne partage pas cette lecture, l'article L.271-3 modifié par une ordonnance désormais ratifiée est une disposition législative qui a par conséquent une valeur supérieure à celle d'un décret et prévaut sur celui-ci.

1. Cas du télérelevé

Retour des acteurs sur les modalités proposées

Lissage de la capacité

- Les deux fournisseurs s'étant prononcés confirment que le coût de la capacité est lissé sur les postes hiver pour les offres de fourniture des sites concernés par le modèle régulé
- Seuls deux acteurs s'opposent au principe de lissage de la capacité, les autres étant favorables ou neutres
- 5 acteurs demandent une répercussion du coût de la capacité sur les postes Peak et Off Peak Hiver, ne souhaitant pas la simplification proposée par Rte de le répercuter uniquement sur le poste Peak Hiver

➔ Rte est favorable à la prise en compte de ce retour qui ne complexifie que modérément la formule : dissociation des coefficients répercutant l'obligation de la capacité sur chacun des postes hiver Peak et Off Peak

Prise en compte du coût de l'obligation de capacité dans le calcul du barème de versement « fournisseur »

Référence de prix de la capacité

Pour les volumes relatifs à la part ARENH écrêtée

- 5 acteurs sur 7 se sont exprimés en faveur d'une valorisation au PREC, plus proche des pratiques d'intégration dans les contrats de fourniture, tout en acceptant le risque de retard de calcul et de publication du barème.

➔ Rte est en faveur de la proposition, le barème de versement sera communiqué 2 jours ouvrés après l'enchère

Pour les volumes non couverts par les droits ARENH

- L'ensemble des acteurs s'étant exprimés sauf 1 sont favorables au lissage sur les enchères entre janvier AL-2 et novembre AL-1. Un acteur est en faveur d'un lissage sur les enchères de l'année précédant la livraison.

➔ Considérant les retours des acteurs et la prise en compte du PREC pour la part ARENH écrêtée, Rte propose un lissage sur les deux années précédant AL incluant le PREC

Définition du terme d'estimation de l'obligation de capacité

Rappel : ce terme est le rapport entre l'obligation nationale des sites télérelevés et la consommation nationale des sites sur les plages horaires concernées par l'obligation de capacité

- 4 acteurs se sont exprimés en défaveur de figer la valeur de ce terme dans les règles, dont deux mentionnant les répercussions de la crise sanitaire risquant de le fausser (deux acteurs sont en faveur de figer la valeur)

➔ Rte propose de calculer ce terme (un par poste) chaque année et de le publier avec le barème. Sa fixation pourra être requestionnée en cas de stabilisation dans le temps.

2. Cas du Profilé

- Deux acteurs se sont exprimés dont un souhaitant un alignement entre télérelevé et profilé sur la référence du prix de la capacité pour l'obligation portant sur les volumes ARENH écrêtés. Le barème profilé est basé sur le TRV qui prend en compte le PREC. Avec l'évolution proposée ci-dessus pour le barème télérelevé, les deux barèmes deviennent bien alignés.

b. Méthodes de contrôle du réalisé

Evolutions des méthodes par prévision & historique

Evolutions portant sur les méthodes du contrôle du réalisé par prévision et par historique

Homologation de la méthode par prévision

- L'ensemble des acteurs s'étant prononcés est favorable voire très favorable aux modalités proposées

➔ Rte propose l'adoption de cette modalité

➔ Rte propose l'application de cette évolution aux règles MA-RE v10 (consultation finalisée)

➔ Rte précise suite à la question d'un acteur que l'homologation ainsi que le délai de carence sont bien applicables pour un couple OE / Site de soutirage

- L'ADEeF souligne la nécessité de mise à jour le référentiel des sites homologués nécessaire aux GrD pour gérer les périmètres d'effacement

Calcul du critère de suivi en cas d'absence de courbes de charge

- L'ensemble des acteurs s'étant prononcés est favorable aux modalités proposées
- Un acteur souligne la nécessité d'avoir un préavis avant un retrait d'homologation en cas de rejeu tardif suite à la remontée des courbes de charge révélant 3 KO sur la période sans courbe de charge

➔ Rte est en faveur de cette proposition et proposera des modalités dans le projet de règles

➔ Rte propose l'application de cette évolution aux règles MA-RE v10 (consultation finalisée)

Prise en compte de la capacité maximale dans le calcul du critère de suivi

- L'ensemble des acteurs s'étant prononcés est favorable aux modalités proposées
- L'ADEeF signale la nécessité d'informer les GRD sur les évolutions de périmètres qui pourraient en découler

➔ Rte propose l'adoption de cette modalité

➔ Dans une démarche de simplification, Rte étudiera la possibilité de suppression de la notion de capacité minimale

Evolutions portant sur les méthodes du contrôle du réalisé par prévision et par historique

Indisponibilité – suppression de la contrainte des périodes disjointes

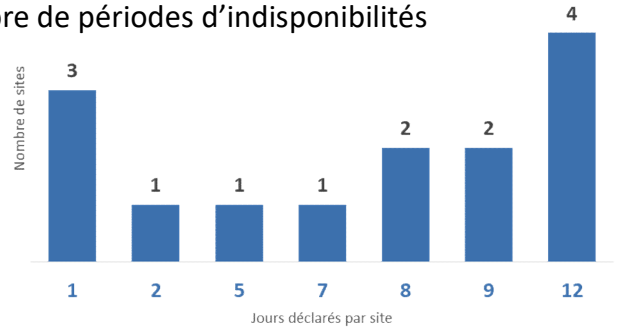
- L'ensemble des acteurs s'étant prononcés est favorable à la suppression des 5 périodes disjointes pour déclarer les indisponibilités exceptionnelles

➔ Rte propose l'adoption de la suppression des 5 périodes disjointes

➔ Rte propose l'application de cette évolution aux règles MA-RE v10 (consultation finalisée)

- Deux acteurs demandent en outre d'augmenter le nombre de périodes d'indisponibilités

Répartition du nb de jours d'indisponibilités déclarés 2020 (nb sites ayant déclaré)



➔ En 2020, les 4 sites ayant déclaré le plus d'indisponibilités exceptionnelles en ont déclaré 12 Rte propose ainsi de conserver 49 jours d'indisponibilité au maximum

Méthode 10J – calcul de la courbe de référence sur J-12 à J-2

- L'ensemble des acteurs s'étant prononcés est favorable aux modalités proposées

➔ Rte propose l'adoption de cette modalité

- L'ADeEF souhaite organiser un atelier opérationnel pour valider la mesure

Rte organisera un atelier technique avec l'ADeEF sur l'ensemble des points d'attention techniques exposés

C. Agrément technique

Evolution de l'agrément technique

Evolutions de l'agrément technique

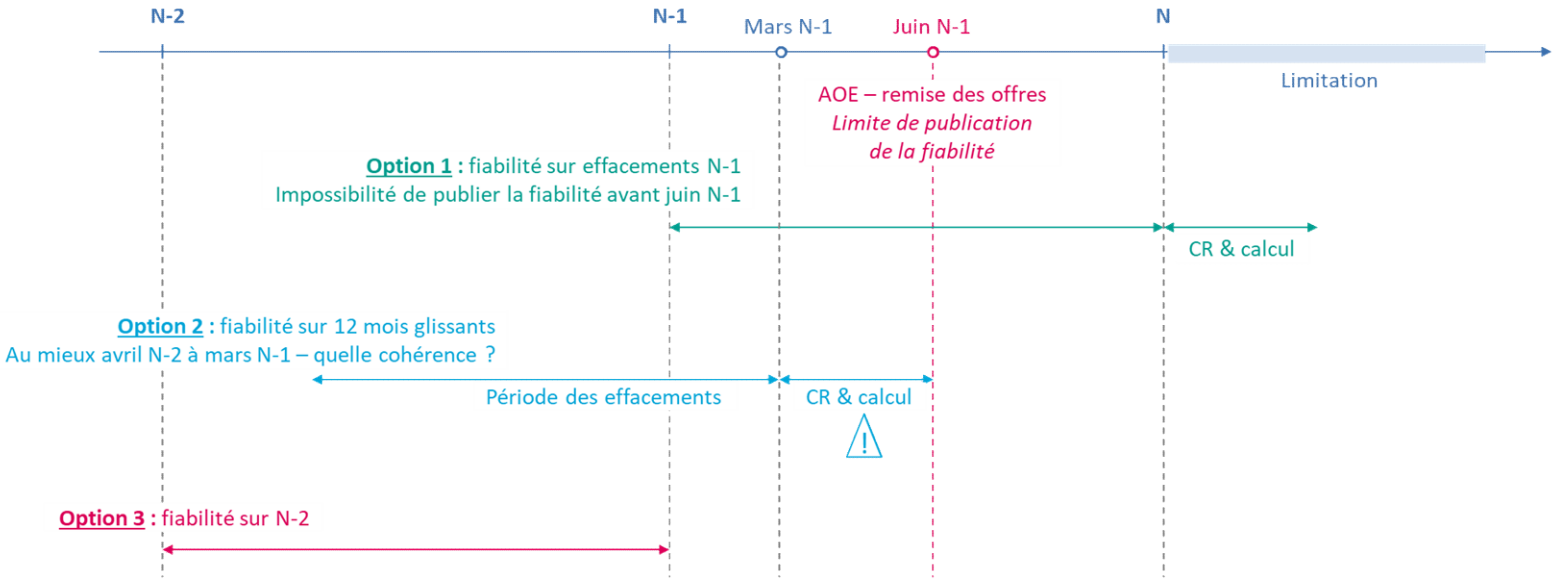
L'ensemble des acteurs est en faveur d'une évolution de l'agrément technique avec des réserves sur les modalités proposées

Application d'une limitation sur la base de la fiabilité N-2

- 4 acteurs sont en défaveur d'un délai aussi long entre le calcul de la fiabilité et l'application des limitations. Certains acteurs ont proposé que le critère de fiabilité soit calculé sur des mois glissants et non calendaires.

➔ Comme souligné par certains acteurs, la fiabilité doit être communiquée au plus tard avant la remise des offres à l'AOE afin que les acteurs aient connaissance des limitations qui leur sont appliquées.

La fiabilité calculée sur la base des effacements N-2 apparait être le meilleur compromis pour donner suffisamment de visibilité lors de l'engagement à l'AOE



Evolutions de l'agrément technique

Application d'une limitation sur la base de la fiabilité N-2 (2/2)

- Deux acteurs proposent une publication mensuelle de l'indicateur de fiabilité afin que les acteurs aient une indication sur leur fiabilité annuelle au fil de l'eau

➔ Une publication mensuelle n'est aujourd'hui techniquement pas envisageable (la prise en compte des retours des acteurs hors TAO sur les ordres MA demande une intervention humaine).

➔ Rte prendra en compte cette proposition dans le cadre du design des outils d'industrialisation du calcul de la fiabilité

Planning de mise en œuvre

- 3 acteurs sont en faveur du planning de mise en œuvre avec la prolongation des agréments en vigueur à l'entrée des règles et deux acteurs sont en défaveur le trouvant trop long

➔ Le planning de mise en œuvre est une conséquence de la période de calcul de la fiabilité

➔ Les indicateurs 2022 et 2023 étant pris en compte pour la limitation des années 2024 et 2025, l'incitation à la fiabilité reste maintenue au cours de la période transitoire

3 activations minimales attendues par an

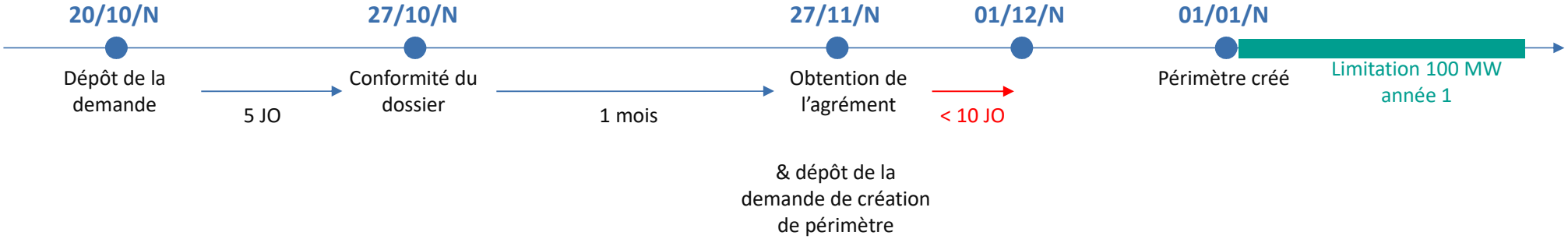
- 3 acteurs sont en défaveur d'une exigence portant sur 3 jours minimum d'effacement par an, deux acteurs sont en faveur et un acteur souhaite une réévaluation du seuil associé

➔ Rte rappelle qu'en 2020, la moyenne des activations par acteur était de 37 jours. Parmi les acteurs qui sont en dessous, ils en sont éloignés en moyenne de 23 jours d'activations. Rte est favorable au maintien de cette disposition.

Evolutions de l’agrément technique

Précisions sur les questions relatives à la date du 30 septembre d’une année N pour les demandes d’agrément technique initial

- La demande d’agrément technique peut être réalisée à tout moment par un acteur
- Cependant, les délais de traitement de cette demande (5 jours ouvrés de validation de conformité + 1 mois de traitement), suivis de l’exigence de déposer la demande de création d’un périmètre au moins 10 jours ouvrés avant le début du mois de prise d’effet s’appliquent
- Illustration d’une demande d’agrément initial réalisée au 20 octobre d’une année N



Evolutions de l'agrément technique

Barème de limitation des capacités en fonction de la fiabilité

- Deux acteurs approuvent la proposition de barème de limitation
- Plusieurs acteurs proposent des ajustements des seuils de fiabilité du barème : abaisser le seuil de 90 % pour la tranche sans limitation à 80 % en cohérence avec le critère de défaillance MA, une limitation uniquement en cas de fiabilité inférieure à 50 % pour un autre acteur
- Plusieurs acteurs proposent des ajustement des valeurs de limitation : limitation à 100 MW pour la 1ère année à mettre en regard avec les 180 MW appliqués dans les règles actuelles pour l'écart OE, rehaussement des limitations au-delà d'une fiabilité à 60 %, évolution des limitations en fonction du portefeuille global certifié
- Un acteur souligne par ailleurs qu'une limitation en valeur absolue crée une distorsion d'impact entre les acteurs

Rte propose un ajustement du barème comme suit :

	Limite sur MA ou NEBEF au pas demi-horaire	
Fiabilité N-2 (%)	**Proposition AàC**	**Nouvelle proposition**
Fiab ≥ 90 %	Pas de limitation	Pas de limitation
80 % ≥ Fiab > 90 %	800 MW	
70 % ≥ Fiab > 80 %	400 MW	400 MW
60 % ≥ Fiab > 70 %	200 MW	200 MW
50 % ≥ Fiab > 60 %	100 MW ou si 1ère année	100 MW ou si 1ère année ou < 3 j d'effacement
< 50 %	50 MW ou < 3 j d'effacement	50 MW

Evolutions de l'agrément technique

Calcul de la fiabilité

- Deux acteurs souhaitent permettre le foisonnement des sur-effacements au sein d'un même portefeuille (entre EDE) et entre pas ½ horaire

➔ L'écrêtement des sur-effacement se calcule à la maille ½ horaire et par entité. Une entité devant être activable indépendamment des autres, le foisonnement entre entité n'est pas pris en compte. La compensation d'un pas ½ horaire sur un autre ne correspond pas à une réalité de l'EOD et ne peut être prise en compte.

- Un acteur propose un barème avec une fiabilité sans écrêtement des sur-effacement

➔ La fiabilité est la capacité à réaliser l'effacement offert, le sur-effacement n'est donc pas pris en compte.

Activations pour agrément initial

- Deux acteurs souhaitent la suppression des tests d'activation de l'agrément initial
- L'ADEeF demande des précisions sur les modalités d'envoi de courbes de charges lors de ces tests

➔ Depuis les règles NEBEF 3.2 l'agrément n'est plus conditionné à une évaluation d'effacements réalisés dans le cadre de tests à la main de Rte. L'acteur doit activer 3 effacements dans les 2 mois précédant la demande d'agrément, permettant de démontrer que l'acteur est en mesure de piloter les effacements de consommation. Il n'est ainsi plus nécessaire pour le GRD de transmettre des courbes de charges.

➔ Rte propose de conserver cet agrément initial déjà simplifié en 3.2 et souhaite maintenir la vérification de la capacité technique d'activation

Suppression de l'écart mensuel OE

- L'ensemble des acteurs ayant répondu à la question est en faveur de la suppression de l'écart mensuel OE

➔ Cette mesure reste conditionnée à la mise en œuvre des limitations liées à l'évolution de l'agrément

d. Autres modalités

Autres modalités

Suppression de la possibilité de rattacher un site à deux EDE de deux OE différents

- 4 acteurs sont favorables à la proposition, 3 sont défavorables et un acteur souhaite concerter d'avantage
- Un des acteurs en faveur souhaite que la mesure ne soit mise en œuvre qu'à partir de 2023
- Un acteur souligne l'utilité d'avoir une valorisation d'un site sur plusieurs mécanismes par plusieurs acteurs

➔ Rte rappelle que la mesure ne concerne que la valorisation sur deux EDE différentes, elle n'impacte pas les modalités de valorisation entre mécanismes

Retrait des sites sans CDC des EDE effacées

- 4 acteurs sont défavorables à la proposition (y compris ADEeF)
- 2 favorables 1 plutôt favorable et 1 pas opposé

➔ Rte poursuit l'instruction de cette modalité

3 Fiabilité des effacements à l'Activation

*Résultats de fiabilité **par acteur***

Fiabilité des effacements à l'Activation : contexte

Contexte

- Comme pour toutes les filières, la fiabilité des effacements représente un enjeu pour le système électrique:
  - ➔ Contribution de effacements à la sécurité d'approvisionnement (Hyp. Bilan prévisionnel)
  - ➔ Sûreté de l'exploitation temps réel du système électrique

- Une forte attente exprimée par l'ensemble des acteurs pour un diagnostic sur la fiabilité de la filière effacement:
  - ➔ Suite à la consultation DGEC 2020, la proposition d'une publication annuelle d'indicateurs de fiabilité pour chaque acteur a été retenue pour identifier et valoriser les meilleures pratiques
  - ➔ le calendrier de mise en œuvre de cette proposition a été présenté lors de la CAM de novembre 2020

Méthode

- Les indicateurs retenus mesurent la fiabilité des effacements à l'Activation.
  - ➔ Fiabilité en volume avec écrêtement des sureffacements : Ratio volume réalisé avec écrêtement des sureffacements sur volume à réaliser
  - ➔ Ratio volume réalisé sur volume à réaliser

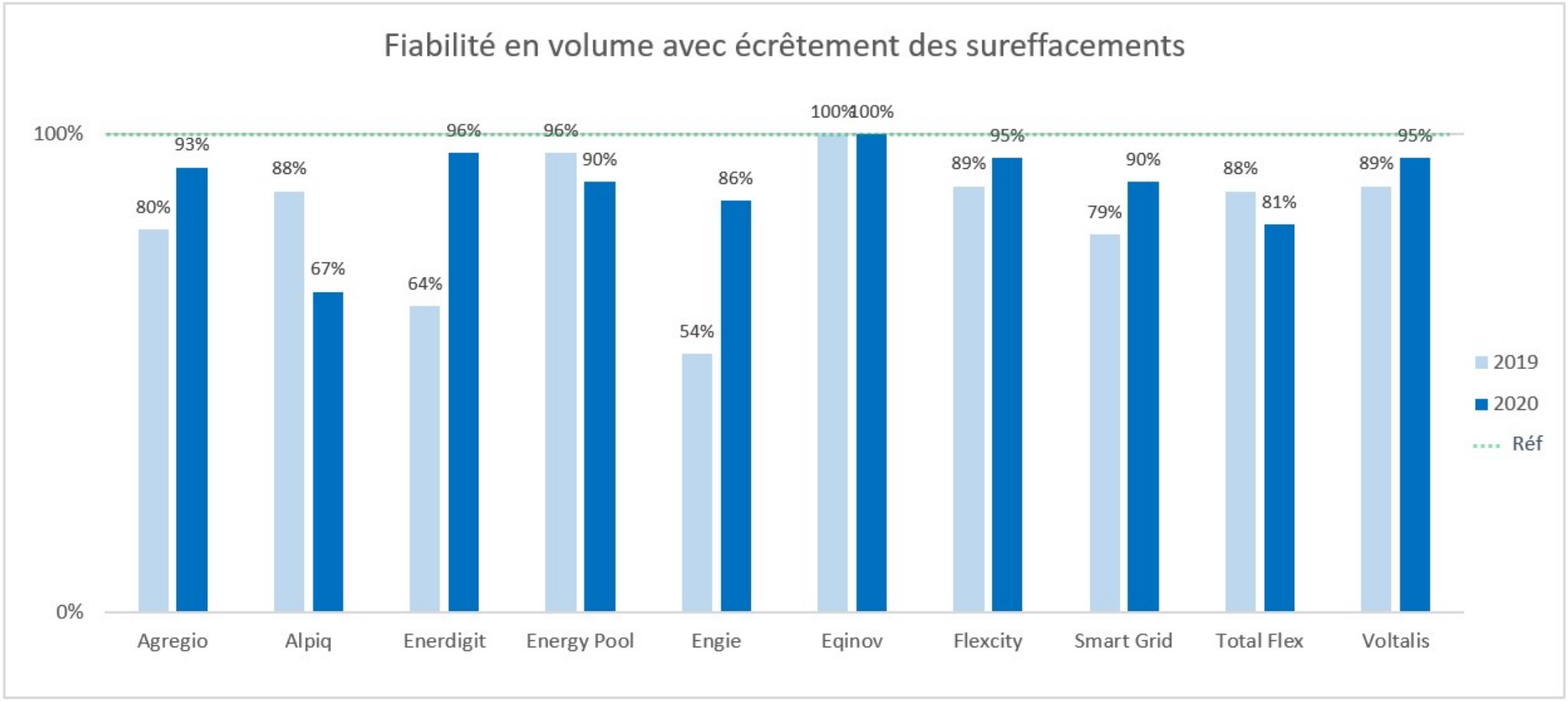
  pour les deux indicateurs, les activations considérées sont les effacements réalisés sur le MA et sur NEBEF
- La fiabilité des effacements est « parfaite » lorsque les **deux** indicateurs sont à 100%.

Ex:

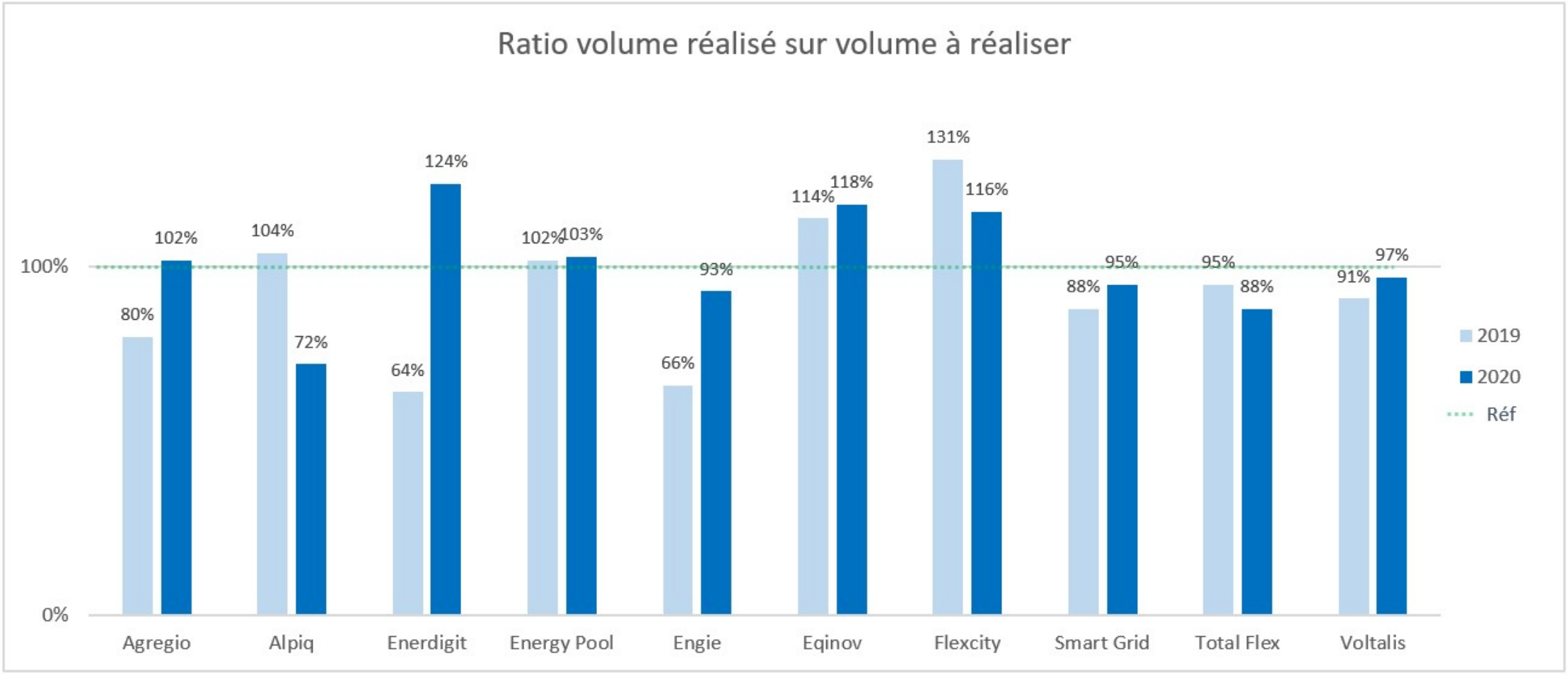
	Fiabilité avec écrêtement	Ratio volume réalisé sur volume à réaliser
Scénario 1	100%	130%
Scénario 2	100%	100%

Dans cet exemple, la fiabilité du scénario 2 est meilleure que celle du scénario 1.

Fiabilité des effacements à l'activation : Résultats par acteur 1/2



Fiabilité des effacements à l'activation : Résultats par acteur 2/2

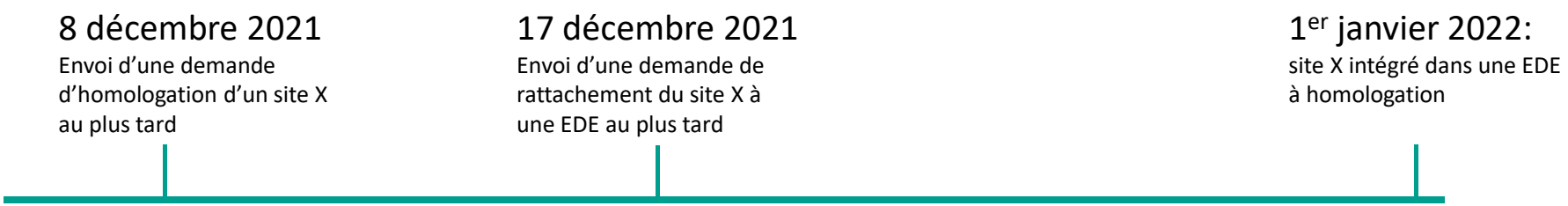


4 Points opérationnels

Calendrier pour les homologations de fin d'année 2021

❑ Rappel des échéances pour qu' un site non homologué puisse être intégré à une EDE aux méthodes prévision/historique au 1er janvier 2022:

- Envoi d'une demande d'homologation d'un site X (OE ➔ RTE) **au plus tard le 8 décembre 2021 23h59**.
- Notification RTE sur la demande d'homologation au plus tard 7 JO après la demande, soit le 17/12 au plus tard pour une demande du 8/12.
- Envoi d'une demande de rattachement du site X à une EDE aux méthodes prévision/historique au moins 10 JO avant la fin du mois de déc.



Automatisation des demandes d'homologation 1/2

❑ Evolution du canal pour les demandes d'homologation

- Passage du canal mail au **canal RMC** pour le dépôt des demandes d'homologation

- Modification du formulaire d'homologation : ajout d'une colonne **« DEROG »** pour bénéficier de l'homologation temporaire à la méthode par prévision

```
METHODE;RESEAU;CODE_SITE_TLRV;NOM_SITE_TLRV;CAPA_EFF_MIN;NOM_OE;CODE_EIC_OE;NOM_GRD;CODE_EIC_GRD;DATE_DEMANDE;DATE_DEBUT_TEST;DATE_FIN_TEST;VARIANTE; DEROG;

PREVISION;RPT;456789;nom_site;450;nom_OE;17X100A100R06999;nom_GRD;5678C1234X67S91Z;20171013;20171016;20171117;;NON;

PREVISION;RPD;PRM0123456789;nom_site;200;nom_OE;17X100A100R06999;nom_GRD;5678C1234X67S91Z;20171013;20171016;20171117;;OUI;

HISTORIQUE;RPD;PRM0129999789;nom_site;350;nom_OE;17X100A100R06999;nom_GRD;5678C1234X67S91Z;20171013;20161001;20170831;MED4S;;
```

- Code Application : PV (déjà existant)
- Code Flux : DMD_HMLG pour le dépôt des demandes d'homologation et REP_HMLG pour la mise à disposition de la réponse RTE

- Période de test sur la Pré Prod : **1er janvier au 18 janvier 2022** – pendant cette période, le canal mail reste le canal de production.
- Ouverture du service en production : **19 janvier 2022**

Automatisation des demandes d'homologation 2/2

- Retour automatique de RTE à une demande d'homologation:

STATUT_DEMANDE	Statut associé à la demande d'homologation du site après contrôle RTE	« HOMOLOGATION_ACCEPTEE » ou « HOMOLOGATION_PROVISOIRE_AVEC_PHASE_TEST » ou « REJET_DEMANDE » ou « DEMANDE_RECEVABLE_LANCEMENT_PHASE_TEST »
STATUT_DEROG	Statut associé à l'application des modalités dérogatoires pour la méthode prévision.	« DEROG_ACCEPTEE » ou « DEROG_REFUSEE » ou vide
MOTIF	Motif de rejet de la demande d'homologation ou de la demande d'application des modalités dérogatoires	« STRUCTURE_CODE_INCOHERENTE » et/ou « ACTEUR_INCONNU » Et/ou « GRD_INCONNU » Et/ou « PERIODE_TEST_INCOHERENTE » Et/ou « ABSENCE_DATE_TEST » Et/ou « DEROG_REFUSEE » Et/ou « HOMOLOGATION_EN_COURS » Et/ou « DELAI_CARENCE_NON_RESPECTE » Et/ou « CHANGEMENT_CAPA_MIN_A_NOTIFIER_A_VOTRE_CONTACT_RTE » Et/ou

Origine des courbes de charges pour un site profilé - hors sous-mesure

❑ Modalités réglementaires:

- L'origine de la mesure d'un site de soutirage profilé peut être soit le GRD, soit l'OE (§5.5.2 règles NEBEF):

➔ Les courbes de charges sont transmises par le GRD s'il dispose d'installation de mesure permettant d'établir une courbe de Charge au Pas Dix Minutes et **qu'il accepte de transmettre les Courbes de Charge correspondantes** (§7.1.3.2 règles NEBEF).

- Pour chaque site, le GRD précise à RTE l'origine de la mesure (GRD ou OE) dans le fichier de référentiel 5 JO avant la fin du mois M-1
- Le GRD précise à l'OE la liste des sites profilés dont l'origine de la mesure est GRD 5 JO avant la fin du mois M-1

➔ Les sites pour lesquels le GRD ne transmet pas la CdC (origine mesure à OE), les données doivent donc être transmises par l'OE. Ces données seront prises en compte par RTE pour la certification des effacements que si l'OE dispose de la qualification pour le profilé.

Le réseau de transport d'électricité

Merci !

Date du prochain GT : Vendredi 17 décembre

Copyright RTE – 2021. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)